Office national de l'énergie

National Energy Board

# Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

## 2008-2010

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2008

Canada

Office national de l'énergie
National Energy Board

# Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

## 2008 - 2010

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2008

Canada

**Autorisation de reproduction**

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

**Permission to Reproduce**

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2008

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2008

N° de cat. NE2-1/2008F
ISBN 978-0-662-09971-0

Cat. No. NE2-1/2008E
ISBN 978-1-100-10857-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

**Demandes d'exemplaires :**
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

**Copies are available on request from:**
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

**Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :**
Rez-de-chaussée

**For pick-up at the NEB office:**
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

**Liste des figures et des tableaux** ii

**Liste des sigles et des abréviations** iii

**Liste des unités et des facteurs de conversion** iv

**Avant-propos** v

**Résumé** vi

**Chapitre 1 : Introduction** 1

**Chapitre 2 : Contexte** 2
2.1 BSOC 3
2.2 Canada atlantique 6

**Chapitre 3 : Tendances récentes** 7
3.1 Production et mise en valeur dans le BSOC 7
3.2 Coûts de mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement gazières dans le BSOC 8
3.3 Autres tendances et événements pertinents relatifs à la mise en valeur du gaz 9

**Chapitre 4 : Aperçu des scénarios** 12

**Chapitre 5 : Méthodologie** 14

**Chapitre 6 : Perspectives de productibilité** 15
6.1 BSOC - Scénario de référence 15
6.2 Canada atlantique 18
6.3 Ailleurs au Canada 18
6.4 Total - Canada 19
6.5 Synthèse des scénarios de productibilité 20
6.6 Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes 21
6.7 Productibilité et demande au Canada 21

**Chapitre 7 : Conclusions** 22

**Glossaire** 24

**Annexes** 27

# FIGURES


| | | |
|---|---|---|
| R.1 | Perspectives de productibilité de gaz au Canada - Scénarios de référence, d'activité forte et d'activité faible | viii |
| 2.1 | Zones de production de gaz au Canada | 2 |
| 2.2 | Carte régionale du BSOC | 4 |
| 2.3 | Zones schisteuses du Canada | 6 |
| 3.1 | Production gazière totale dans le BSOC selon l'année de raccordement | 7 |
| 3.2 | Production gazière annuelle moyenne dans le BSOC et nombre de jours de forage de puits ciblant du gaz par année | 8 |
| 6.1 | Productibilité de gaz classique dans le BSOC - scénario de référence | 17 |
| 6.2 | Productibilité de MH selon la formation - scénario de référence | 17 |
| 6.3 | Productibilité des zones de Montney et de Horn River - scénario de référence | 18 |
| 6.4 | Productibilité au Canada atlantique - scénario de référence | 19 |
| 6.5 | Perspectives de productibilité de gaz au Canada - scénario de référence | 19 |
| 6.6 | Perspectives de productibilité de gaz au Canada - Comparaison des scénarios | 20 |


# TABLEAUX


| | | |
|---|---|---|
| 4.1 | Résumé des hypothèses à la base des scénarios | 13 |
| 6.1 | Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone et le groupe de ressources - scénario de référence | 16 |
| 6.2 | Synthèse de la productibilité selon le scénario | 20 |
| 6.3 | Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada | 21 |

| | |
|---|---|
| ACPP | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| BSOC | bassin sédimentaire de l'Ouest canadien |
| C.-B. | Colombie-Britannique |
| CCPG | comité canadien du potentiel gazier |
| É.-U. | États-Unis |
| ÉME | évaluation du marché de l'énergie |
| ERCB | Energy Resources Conservation Board de l'Alberta |
| GNL | gaz naturel liquéfié |
| LGN | liquides de gaz naturel |
| MH | méthane de houille |
| ONÉ | Office national de l'énergie |
| PÉES | Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable |
| PSAC | Petroleum Services Association of Canada |

## Unités

| | |
|---|---|
| GJ | = gigajoule |
| $Gpi^3$ | = milliard de pieds cubes |
| $Gpi^3/j$ | = milliards de pieds cubes par jour |
| $kpi^3$ | = millier de pieds cubes |
| $kpi^3/j$ | = milliers de pieds cubes par jour |
| $m^3$ | = mètre cube |
| $m^3/j$ | = mètres cubes par jour |
| $Mpi^3$ | = million de pieds cubes |
| $Mpi^3/j$ | = millions de pieds cubes par jour |
| $Tpi^3$ | = billion de pieds cubes |

## Facteurs de conversion

1 $Mm^3$ (à 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3 $Mpi^3$ (à 14,73 $lb/po^2$ abs. et 60 °F)

Tous les montants d'argent sont exprimés en dollars canadiens.

# Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs volets du secteur énergétique au Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Les principales responsabilités de l'Office consistent notamment à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente en outre les droits et tarifs des pipelines de son ressort. Par ailleurs, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, de même que les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité. Il réglemente également l'exploration, la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales et dans les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales. De par ses fonctions de conseil, il doit surveiller les questions sur lesquelles le Parlement a compétence dans les domaines de l'approvisionnement, du transport et de l'utilisation de l'énergie à l'intérieur et à l'extérieur du Canada.

L'ONÉ surveille les marchés de l'énergie pour analyser objectivement la situation des produits énergétiques et informer la population canadienne sur les tendances, faits nouveaux et enjeux notables. Au cours de la dernière année, l'Office a publié plusieurs évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) sur une variété de produits énergétiques. Il a en outre créé dans son site Web une nouvelle section intitulée *Données sur les prix de l'énergie à l'intention des Canadiens* pour donner au public un autre moyen de se tenir informé au sujet du marché de l'énergie.

La présente ÉMÉ, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2008-2010*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2010. Elle vise principalement à préciser, à l'intention de la population, la situation de l'offre de gaz naturel à court terme au Canada. Ce rapport constitue une mise à jour de l'ÉMÉ publiée par l'Office en octobre 2007 et intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2007-2009*.

Pendant la rédaction du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions informelles et a eu des entretiens avec des entreprises de forage, des sociétés pipelinières, des producteurs de gaz naturel et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉMÉ à la personne suivante :

Jesus Riós
Téléphone : 403-299-3167
Courriel : jesus.rios@neb-one.gc.ca

# Résumé

Le gaz naturel produit au Canada est une composante importante du marché de gaz nord-américain : il contribue pour à peu près 25 % de la production américaine et canadienne globale depuis plusieurs années. Les ventes des producteurs de gaz naturel commercialisable canadien se sont élevées à 39 milliards de dollars en 2007[1]. Le rapport a pour principal objectif de présenter les perspectives actuelles en matière de productibilité (c'est-à-dire la capacité de produire du gaz à partir de puits nouveaux et existants) de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2010.

La productibilité de gaz au Canada a peu varié de 2000 jusqu'au milieu de 2007, fluctuant autour de 483 $Mm^3/j$ (17,1 $Gpi^3/j$), avant d'amorcer un déclin. Environ 98 % de la production totale au Canada provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et le reste en grande partie du Canada atlantique.

La productibilité dans le BSOC est incertaine à court terme. Les activités de forage et de mise en valeur dans le BSOC dépendent principalement du prix du gaz naturel sur le marché nord-américain par rapport aux coûts engagés. Or, ce prix est instable : il subit l'influence de facteurs tels que les modifications de la demande causées par les conditions météorologiques, les fluctuations de l'offre gazière en Amérique du Nord, les coûts, l'intérêt relatif présenté par d'autres bassins, la concurrence avec des projets pétroliers, la disponibilité de gaz naturel liquéfié (GNL) importé et les perturbations possibles de l'approvisionnement dans le golfe du Mexique.

Depuis le rapport publié en 2007[2], les zones de Horn River et de Montney, situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique (C.-B.) et prometteuses en gaz de réservoirs étanches et en gaz de schistes, ont suscité un grand intérêt de la part de l'industrie canadienne en amont. Les résultats favorables des essais effectués sur les premiers puits forés, le grand intérêt témoigné aux ventes de terrains et les appels de soumissions visant de la nouvelle capacité pipelinière sont autant d'indications de l'importante incidence que ces zones sont susceptibles d'avoir sur la productibilité.

Au Canada, l'intérêt porté au gaz de schistes fait suite à la mise en valeur réussie de zones schisteuses aux États-Unis. Bien qu'à l'heure actuelle, l'intérêt se concentre surtout sur le nord-est de la C.-B., quelques projets, encore à l'étape préliminaire, sont en cours au Québec et dans les Maritimes. D'ailleurs, si le gaz de schistes présente un potentiel immense, la viabilité de sa mise en valeur commerciale à grande échelle au Canada reste à prouver. Au cours de la période visée, la contribution du gaz de schistes à la production totale sera fort probablement limitée du fait de la nécessité de mettre à l'essai d'autres possibilités, d'évaluer la viabilité de la mise en valeur, d'optimiser les activités et de construire l'infrastructure nécessaire au transport du gaz de schistes jusqu'au réseau pipelinier.

Depuis dix ans tout au moins, les nouveaux puits forés dans le BSOC affichent au long de leur durée de vie un taux de diminution comparable à celui des puits forés précédemment, mais chaque année, le niveau de production initial a tendance à être moins élevé. Voyant la productivité initiale de puits comparables baisser d'une année à l'autre, les producteurs de gaz naturel du Canada sont parvenus

1 Estimation de l'Association canadienne des producteurs pétroliers

2 ÉMÉ de l'ONÉ intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2007-2009* (www.neb-one.gc.ca)

à maintenir la productibilité générale en forant un plus grand nombre de puits chaque année. L'amélioration de la technologie et les prix relativement élevés du gaz naturel en Amérique du Nord ont favorisé les investissements malgré la hausse des coûts de mise en valeur et de production de nouveaux gisements.

Après avoir atteint un sommet vers la fin de 2005 en raison des perturbations dans le réseau d'approvisionnement causées par des ouragans aux États-Unis et d'un hiver précoce, les prix du gaz naturel ont chuté d'environ 60 % à l'automne de 2007. Au cours de cette même période, les prix du pétrole ont progressé et les activités liées au pétrole et aux sables bitumineux ont commencé à attirer des investissements, au détriment du gaz naturel, tout en maintenant la pression à la hausse sur les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux. Le resserrement causé par la chute des prix et la montée des coûts a entraîné un ralentissement des activités de forage gazier au Canada. Soutenue par le démarrage tardif des puits forés pendant la période où les prix étaient à leur sommet, la productibilité a pu être maintenue pendant un an après le ralentissement des activités de forage, mais en 2008, elle totalisait près de 28 $Mm^3/j$ (1 $Gpi^3/j$) de moins que l'année précédente.

Avec la flambée des prix du pétrole et le fléchissement des importations de GNL en Amérique du Nord, les prix du gaz naturel ont plus que doublé au cours des six premiers mois de 2008, puis se sont rétractés presque entièrement pendant l'été. L'un des facteurs ayant influé grandement sur le déclin des prix est la croissance d'environ 8 % de la production américaine de gaz naturel entre 2007 et 2008[3]. Une volatilité des prix aussi extrême rend difficiles les décisions d'investissement des producteurs et pourrait se traduire par des projets gaziers beaucoup plus prudents pour le reste de 2008, 2009 et même 2010, que cela n'aurait été le cas si les prix étaient aussi élevés qu'en début d'année.

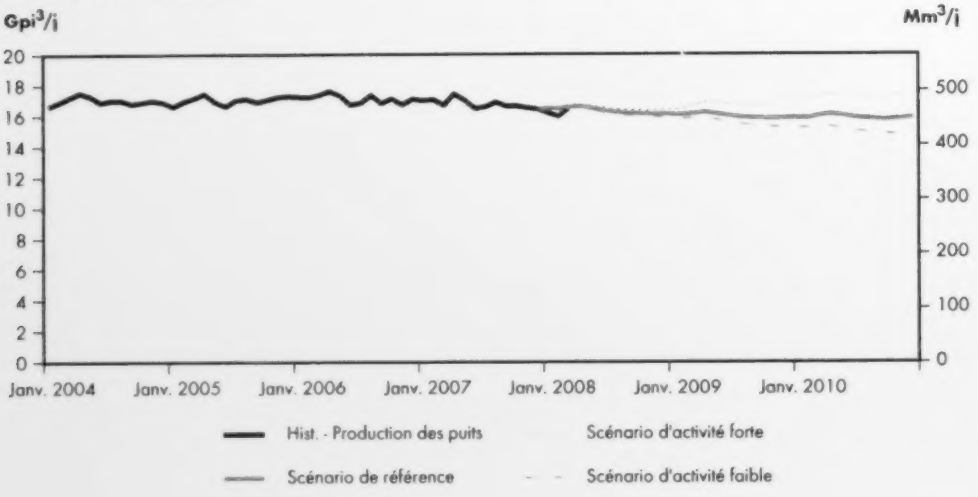
Vu les incertitudes qui caractérisent le marché du gaz naturel nord-américain à court terme, la productibilité dans le présent rapport est établie en fonction de trois scénarios visant à refléter les différents niveaux d'investissement éventuels dans les activités de forage : scénario de référence, scénario d'activité forte et scénario d'activité faible.

Selon le scénario de référence, la productibilité annuelle moyenne devrait régresser pour passer de 477 $Mm^3/j$ (16,9 $Gpi^3/j$) en 2007 à 450 $Mm^3/j$ (15,9 $Gpi^3/j$) en 2010. Selon le ralentissement des forages envisagé par le scénario d'activité faible, la productibilité devrait baisser pour s'établir à 426 $Mm^3/j$ (15,0 $Gpi^3/j$). D'après le scénario d'activité forte, la baisse de la productibilité de gaz au Canada connue en 2008 serait suivie d'une augmentation en 2009 et 2010, pour atteindre une moyenne de 489 $Mm^3/j$ (17,3 $Gpi^3/j$) en 2010 (figure R.1).

Les gigantesques ressources en gaz naturel du Canada ainsi que les efforts déployés par le pays en vue d'innovations technologiques et de gains d'efficience font en sorte que la productibilité de gaz naturel au Canada devrait continuer de constituer un facteur clé de l'approvisionnement en gaz sur le continent nord-américain.

3 Energy Information Administration des États-Unis, production de gaz sec, http://tonto.eia,doe.gov/dnav/ng/hist/n9070us1m.htm

***Perspectives de productibilité de gaz au Canada - Scénarios de référence, d'activité forte et d'activité faible***



# INTRODUCTION

Le Canada présente encore un potentiel immense au chapitre de l'approvisionnement en gaz naturel, grâce à ses énormes ressources de gaz naturel classique[4], de méthane de houille (MH) et de gaz de schistes et au potentiel de mise en valeur de gisements supplémentaires dans le Nord et les régions extracôtières. L'approvisionnement en gaz naturel du Canada fait cependant face à un certain nombre de défis, dont une diminution récente de la production, des pressions à la hausse sur les prix et la concurrence sur les places financières que livrent les projets liés au pétrole et aux sables bitumineux et les sociétés gazières des États-Unis, où la production est en hausse. L'instabilité des prix est aussi devenue un enjeu important. En effet, les fluctuations sont telles que les prix peuvent soit doubler soit diminuer de moitié en très peu de temps.

Les niveaux d'activité de forage n'étant plus toujours croissants, la production canadienne a commencé à décliner en 2007. Un retour à la stratégie antérieure de dépasser invariablement les niveaux de forage de l'année précédente ne semble pas être une stratégie viable à l'avenir étant donné l'inflation des coûts que cela entraîne. Une stratégie qui pourrait se révéler efficace consisterait à forer moins de puits, mais d'en compter davantage qui ont une grande productivité dans des zones non classiques. Si l'on tient compte du fait que le Canada a contribué pour près du quart du gaz naturel offert sur le marché nord-américain en 2007, l'intérêt pour les perspectives à court terme de la productibilité de gaz au Canada est considérable. Le principal objectif de ce rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2010.

Le chapitre 2 fournit des renseignements généraux portant sur les sources d'approvisionnement au Canada, y compris une description de l'étendue géographique et de la nature de l'approvisionnement dans les différentes régions.

Le chapitre 3 porte sur les dernières tendances relatives à la production et à la mise en valeur, ainsi que sur les coûts associés à la mise en valeur et à l'exploitation de nouvelles sources d'approvisionnement de gaz dans l'Ouest canadien.

Le chapitre 4 présente les trois scénarios de productibilité canadienne. La grande instabilité des prix du gaz ces dernières années, la hausse des coûts, les possibilités d'investissement concurrentes dans les secteurs du pétrole et des sables bitumineux et celui du gaz naturel aux États-Unis peuvent provoquer des fluctuations des investissements dans les activités de forage au Canada. Trois scénarios ont été élaborés pour refléter cette incertitude : un scénario de référence, un scénario d'activité forte et un scénario d'activité faible. Le fondement des trois scénarios est exposé dans ce chapitre.

Le chapitre 5 décrit brièvement la méthodologie adoptée pour évaluer la productibilité gazière au Canada et fait voir les points de discussion touchant la méthodologie et les paramètres qui ont des incidences sur la productibilité, qui seront abordés plus en détail dans les annexes.

Les perspectives de productibilité de l'Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 6. Quant aux conclusions de l'évaluation, elles sont présentées au chapitre 7.

4 ÉMÉ de l'ONÉ intitulée *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique*, 2006 (www.neb-one.gc.ca)

# CONTEXTE

Le BSOC constitue la principale source de production gazière commercialisable au Canada et représente actuellement 98 % de la production canadienne. Le Canada atlantique a commencé à produire du gaz naturel à la fin de 1999 et presque tout le reste du gaz provenant de l'extérieur du BSOC[5] vient de cette région. La figure 2.1 illustre l'emplacement des zones de production de gaz au Canada. Le présent chapitre traite des sources de production et des principaux projets de mise en valeur de chaque région.

Le terminal Canaport[MD], au Nouveau-Brunswick, est le seul terminal d'importation de GNL en construction au pays. D'autres projets d'importation de GNL dans le Canada atlantique, au Québec et en C.-B. en sont à diverses étapes d'étude ou d'élaboration. Comme le gaz pour ces projets de GNL provient de l'extérieur du pays, le présent rapport n'en tient pas compte pour déterminer la productibilité gazière au Canada.

***Zones de production de gaz au Canada***

5 En plus de celles du BSOC et du Canada atlantique, il y a une petite production gazière dans le Canada central et le nord des Territoires du Nord-Ouest.

## 2.1 BSOC

Le BSOC recoupe la plus grande partie de l'Alberta, un bon pourcentage de la C.-B. et de la Saskatchewan ainsi qu'une fraction du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). Environ 80 % du gaz produit dans le bassin provient de l'Alberta. Les parts de la C.-B. et de la Saskatchewan se situent, respectivement, aux alentours de 16 % et de 4 %. Moins de 1 % de la production du BSOC provient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport gazier du Manitoba est nul.

Dans la présente analyse, la production gazière du BSOC est généralement divisée en gaz classique, en méthane de houille et en gaz de schistes. La catégorie du gaz classique renferme la sous-catégorie du gaz de réservoirs étanches. Le gaz de réservoirs étanches, le méthane de houille et le gaz de schistes sont abordés un peu plus loin.

Étant donné que les caractéristiques physiques et d'exploitation du BSOC varient grandement d'une zone à l'autre, il convient de subdiviser le bassin en zones de moindre superficie dont les caractéristiques sont similaires pour faire l'analyse de la diminution de la production. Par le passé, l'Office utilisait la répartition géographique de la Petroleum Services Association of Canada[6] à l'égard du BSOC.

Dans la présente analyse, les régions sont divisées selon des catégories spécialement choisies en fonction de la similitude des coûts. La répartition utilisée a été conçue à l'origine par le service d'information de petroCUBE[7], qui fournit des données sur les coûts et le rendement des puits, puis a été modifiée par l'Office. La répartition régionale modifiée[8] est illustrée à le figure 2.2.

Dans chacune des régions, les formations productrices sont groupées par affinités géologiques. Les paramètres d'un puits moyen dans chaque région et chaque formation géologique sont estimatifs. Ils tiennent compte de la production initiale, de la courbe de diminution de la production, de la profondeur moyenne, de la composition du gaz, de la diminution du volume et du taux de réussite. Les raccordements de gaz sont regroupés selon l'année de raccordement afin d'évaluer les caractéristiques d'exploitation et la productibilité.

***Ressources classiques du BSOC***

La production de gaz classique est le pilier de la productibilité de gaz dans le BSOC, représentant environ 96 % de la production gazière du bassin.

***Ressources classiques du BSOC - Gaz de réservoirs étanches***

Une bonne partie de la production de gaz classique du BSOC est issue de réservoirs de faible perméabilité et est désignée sous le nom de « gaz de réservoirs étanches » dans la présente ÉME. À l'heure actuelle, le gaz de réservoirs étanches n'a pas de définition générale au Canada et n'est habituellement pas séparé du gaz classique, comme c'est le cas aux États-Unis. Pour les besoins de la présente analyse, le gaz de réservoirs étanches a été identifié en fonction des gisements définis par le Forward Energy Group Inc[9]. Les zones renfermant du gaz de réservoirs étanches dont il est

6 Petroleum Services Association of Canada (www.psac.ca)

7 Application petroCUBE de geoLOGIC systems ltd. (www.petrocube.com). Les données de petroCUBE sont utilisées et publiées avec la permission de geoLOGIC.

8 Selon l'application petroCUBE, la Saskatchewan est considérée comme une région distincte. Pour les besoins de la présente ÉME, la province a été divisée en deux régions productrices de gaz : l'ouest de la Saskatchewan et le sud-ouest de la Saskatchewan. L'est de la Saskatchewan ne produit pas de gaz, par conséquent, cette étude n'en tient pas compte.

9 http://www.forwardenergy.ca

***Carte régionale du BSOC***

Source : petroCUBE

question dans le rapport sont : certaines zones du crétacé qui se retrouvent dans celle de Deep Basin; les formations de Milk River, de Medicine Hat et de Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan; le groupe Jean Marie dans le nord-est de la C.-B. et la région de Montney dans le nord-est de la C.-B. En fonction de ce qui précède, ce gaz représentait environ 30 % de la production totale du BSOC en 2007. À l'avenir, les formations de perméabilité plus faible seront de plus en plus susceptibles d'être ciblées aux fins de mise en valeur.

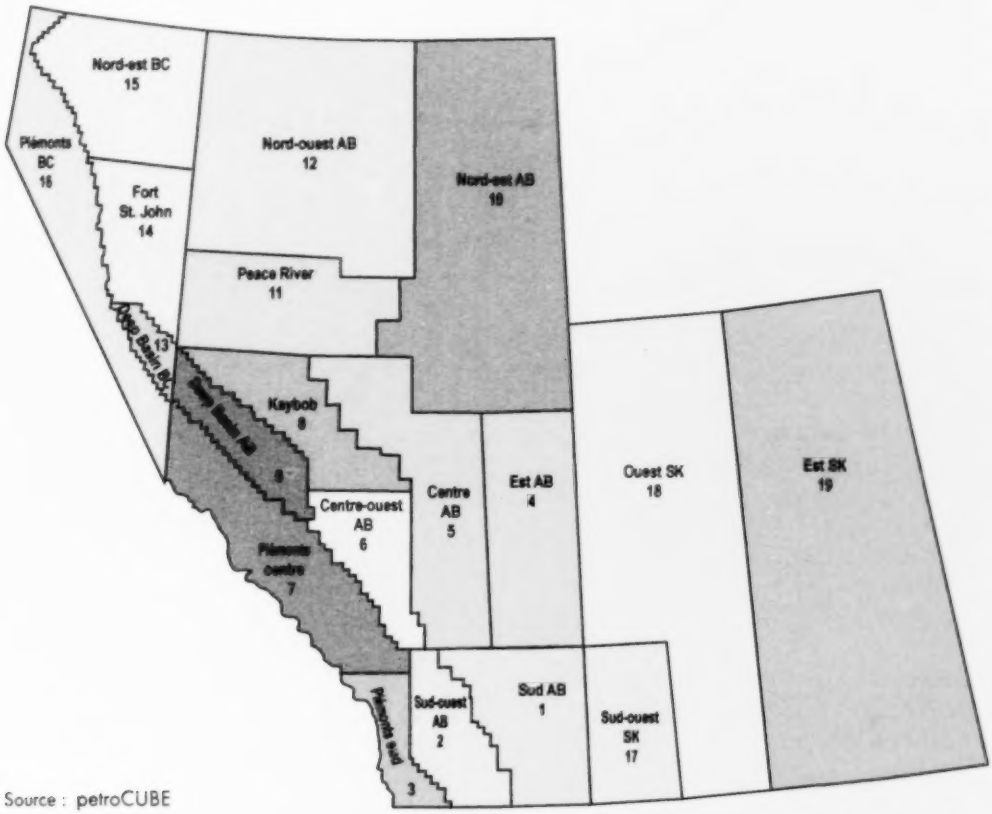
***Ressources non classiques du BSOC - Méthane de houille***

Les ressources de MH en place dans le BSOC sont immenses. Elles se situent principalement dans les plaines de l'Alberta[10]. Le MH n'a pas été ciblé pour mise en valeur dans le BSOC avant le début de la présente décennie, c'est-à-dire lorsque les prix plus élevés du gaz et la mise en valeur fructueuse du MH aux États-Unis ont encouragé les efforts en vue d'exploiter ces ressources au Canada. Grâce à ces efforts, la production de MH au Canada a augmenté, passant d'environ 1,4 $Mm^3/j$ (50 $Mpi^3/j$) au milieu de l'année 2003 à plus de 20,7 $Mm^3/j$ (730 $Mpi^3/j$) à la fin de 2007.

Les caractéristiques physiques et de production gazière des gisements houillers varient grandement sur le plan géographique et géologique d'une formation à l'autre. Dans le présent rapport, les ressources de MH des différentes régions de l'Ouest canadien sont divisées comme suit : Horseshoe Canyon,

10. Sont aussi en cours des étapes préliminaires de mise à l'essai pour trouver des zones prometteuses en MH à l'extérieur du BSOC, notamment dans les bassins de Stellarton et de Cumberland en Nouvelle-Écosse. L'information est toutefois insuffisante à l'heure actuelle pour faire des projections de productibilité du MH à l'extérieur du BSOC.

***Carte régionale du BSOC***




Source : petroCUBE

question dans le rapport sont : certaines zones du crétacé qui se retrouvent dans celle de Deep Basin; les formations de Milk River, de Medicine Hat et de Second White Specks dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan; le groupe Jean Marie dans le nord-est de la C.-B. et la région de Montney dans le nord-est de la C.-B. En fonction de ce qui précède, ce gaz représentait environ 30 % de la production totale du BSOC en 2007. À l'avenir, les formations de perméabilité plus faible seront de plus en plus susceptibles d'être ciblées aux fins de mise en valeur.

***Ressources non classiques du BSOC - Méthane de houille***

Les ressources de MH en place dans le BSOC sont immenses. Elles se situent principalement dans les plaines de l'Alberta[10]. Le MH n'a pas été ciblé pour mise en valeur dans le BSOC avant le début de la présente décennie, c'est-à-dire lorsque les prix plus élevés du gaz et la mise en valeur fructueuse du MH aux États-Unis ont encouragé les efforts en vue d'exploiter ces ressources au Canada. Grâce à ces efforts, la production de MH au Canada a augmenté, passant d'environ 1,4 $Mm^3/j$ (50 $Mpi^3/j$) au milieu de l'année 2003 à plus de 20,7 $Mm^3/j$ (730 $Mpi^3/j$) à la fin de 2007.

Les caractéristiques physiques et de production gazière des gisements houillers varient grandement sur le plan géographique et géologique d'une formation à l'autre. Dans le présent rapport, les ressources de MH des différentes régions de l'Ouest canadien sont divisées comme suit : Horseshoe Canyon,

10 Sont aussi en cours des étapes préliminaires de mise à l'essai pour trouver des zones prometteuses en MH à l'extérieur du BSOC, notamment dans les bassins de Stellarton et de Cumberland en Nouvelle-Écosse. L'information est toutefois insuffisante à l'heure actuelle pour faire des projections de productibilité du MH à l'extérieur du BSOC.

Mannville et Autres. La formation principale de Horseshoe Canyon compte pour la vaste majorité des puits de MH, et près de 84 % de toute la productibilité de MH enregistrée à la fin de 2007 y est attribuable. Le MH de Mannville représentait environ 12 % de la productibilité de MH enregistrée à la fin de 2007. La catégorie Autres englobe les ressources en MH des formations de Belly River et d'Ardley en Alberta et le MH de la C.-B.

Dans Horseshoe Canyon, les intervalles houillers sont souvent mélangés aux intervalles sablonneux classiques. Tous ces puits contenant du MH mélangé à des sables classiques font partie de la catégorie MH dans le présent rapport; il faut donc se rappeler que les estimations de productibilité comportent un apport de sables classiques mélangés. Il s'agit d'une approche qui diffère de celle adoptée par le Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB), qui évalue ces deux composantes séparément. Le mélange des intervalles houillers avec des sables classiques à des profondeurs similaires dans la zone de la formation principale de Horseshoe Canyon a un effet bénéfique sur la mise en valeur des ressources, vu que les conditions économiques caractérisant le groupe de zones mélangées sont meilleures que si les zones devaient être séparées.

Des consultations effectuées auprès de l'industrie ont révélé que les attentes sont faibles à l'égard de la mise en valeur future du MH en raison, notamment, de la productivité initiale décroissante des nouveaux puits, des coûts élevés et des difficultés pour obtenir accès au MH situé sur des terres franches.

***Ressources non classiques - Gaz de schistes***

Jusqu'à récemment, les schistes présentant un nombre insuffisant de fracturations naturelles étaient contournés (figure 2.3). Grâce au forage horizontal qui permet un plus grand contact avec le trou de sonde et à l'utilisation du pompage à haute pression pour favoriser la fracturation hydraulique, la mise en valeur des schistes, auparavant non rentable, pourrait commencer. L'un des exemples les plus spectaculaires est sans contredit la mise en valeur de gaz de schistes à grande échelle dans le secteur Barnett, près de Fort Worth au Texas. Les puits verticaux des années 1990 n'ayant enregistré que des succès restreints, l'industrie s'est tournée vers les puits horizontaux multibranches, qui permet d'isoler des zones de chaque branche horizontale afin de les fracturer séparément et de faire des essais microsismiques pour mesurer l'orientation et l'étendue des fractures induites.

Des efforts sont déployés dans l'Ouest canadien en vue d'évaluer deux grands types de projets de mise en valeur de gaz de schistes. Le premier type vise les puits horizontaux profonds fracturés en plusieurs étapes. À l'heure actuelle, ce genre de puits fait l'objet d'essais dans le nord-est de la C.-B., plus précisément dans le bassin de Horn River et à l'ouest de la zone de gaz de réservoirs étanches de Montney. Le deuxième type de projet porte sur l'activité de faible profondeur dans les schistes du groupe Colorado qui se trouvent dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan. Ce type de projet vise des puits dont les coûts sont relativement faibles, dont la production est mélangée et dont les coûts d'accès à l'infrastructure en place sont peu élevés.

À l'extérieur du BSOC, des essais sont en cours dans les schistes d'Utica, au Québec, et dans ceux du groupe Windsor, dans les Maritimes. Bien qu'encore à un stade précoce, les premiers résultats au Québec sont considérés positifs en raison de la faible profondeur des schistes, des propriétés de la roche qui sont comparables à celles de zones schisteuses établies, de la grande qualité du gaz et de la proximité d'accès aux principaux gazoducs.

Dans la présente ÉMÉ, seules les zones de Horn River, en C.-B., et d'Utica, au Québec, sont traitées comme des zones schisteuses distinctes. Étant donné le stade précoce de leur mise en valeur et la nature mélangée des schistes de Montney et du groupe Colorado, l'activité dans ces zones a été

***Zones schisteuses du Canada***

incluse dans la catégorie englobant le gaz de réservoirs étanches de ces zones. Toute la production de gaz de schistes dans les Maritimes au cours de la période de projection est ajoutée à la catégorie de production sur la terre ferme dont fait partie le gisement McCully.

## 2.2 Canada atlantique

La production gazière du Canada atlantique provient essentiellement du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES), au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, et du gisement McCully, au Nouveau-Brunswick. Depuis 1999, le PÉES a produit des volumes de gaz commercialisables variant entre 8,5 et 14,2 $Mm^3/j$ (300 et 500 $Mpi^3/j$), la production à la fin de 2007 atteignant 11,8 $Mm^3/j$ (415 $Mpi^3/j$). Le promoteur du projet s'attend à ce que la production du projet Deep Panuke, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, débute vers la fin de 2010.

Avec une production atteignant 0,8 $Mm^3/j$ (30 $Mpi^3/j$) à la fin de 2007, le gisement McCully, au Nouveau-Brunswick, est devenu une importante composante de la productibilité dans le Canada atlantique l'an dernier. Parce qu'ils n'en sont encore qu'à l'étape d'examen, les autres projets sur terre, notamment ceux visant le MH dans les bassins de Stellarton et de Cumberland en Nouvelle-Écosse, et les possibilités présentées par le gaz de schistes au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse ne devraient pas contribuer de manière importante à la productibilité au cours de la période de projection.

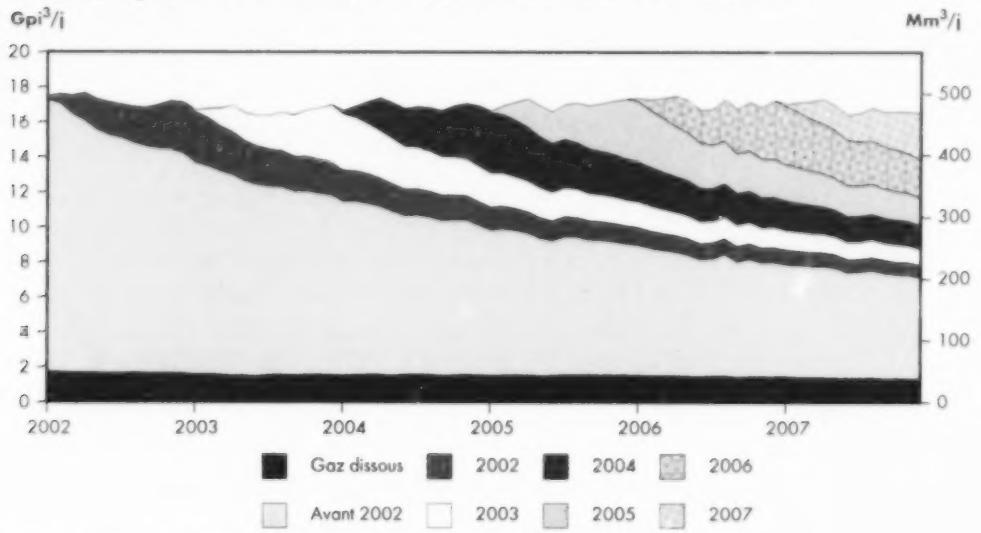
# TENDANCES RÉCENTES

## 3.1 Production et mise en valeur dans le BSOC

La production gazière totale antérieure du BSOC (gaz classique, gaz de réservoirs étanches et MH) selon l'année de raccordement est illustrée à la figure 3.1. La production gazière du BSOC a été stable de 2000 jusqu'au milieu de 2007, s'établissant à 470 $Mm^3/j$ (16,6 $Gpi^3/j$), étant donné que le niveau élevé des activités de forage a pu compenser la productivité initiale plus faible des nouveaux puits et, dans certains cas, les taux de diminution plus élevés. Les activités de forage étant demeurées stables en 2006 et ayant diminué en 2007, la production a décliné graduellement au cours des six derniers mois de 2007 pour s'établir à environ 20 $Mm^3/j$ (0,7 $Gpi^3/j$) de moins qu'à la fin de 2006. L'importance des activités de forage gazier continues par rapport à la production totale est évidente, environ la moitié de la production à la fin de 2007 provenant de puits mis en service au cours des quatre ou cinq années précédentes.

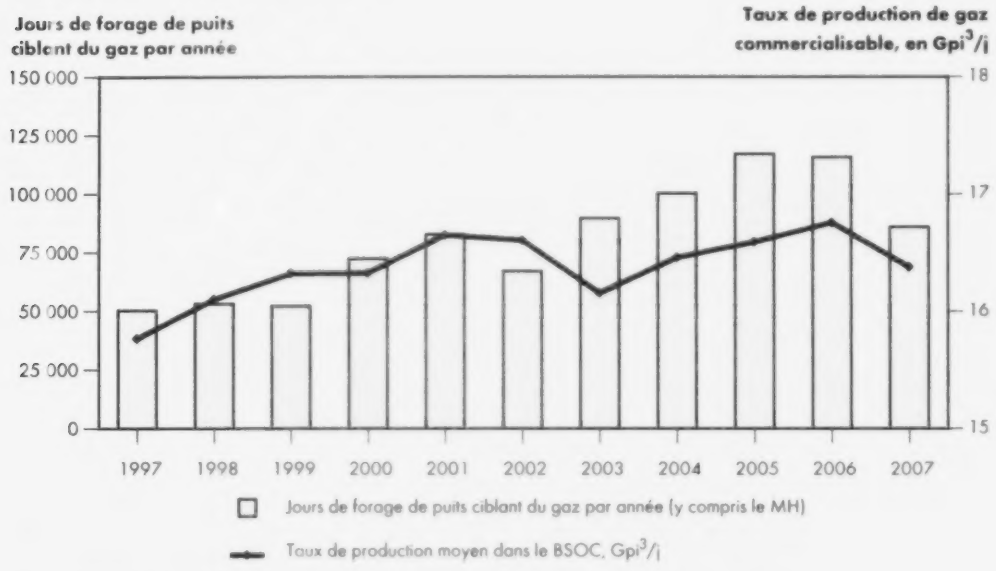
Tout au long de la période de production stable de 2000 à 2006, les activités de forage de puits ciblant du gaz se sont généralement intensifiées. La figure 3.2 indique le nombre de forages de puits ciblant du gaz (y compris le gaz de réservoirs étanches, les autres gaz classiques et le MH) chaque année depuis 1996 et la productibilité totale annuelle moyenne dans le BSOC pendant cette période. Presque chaque année de 2000 à 2005, les activités de forage gazier étaient limitées par la capacité du parc d'appareils de forage du Canada. Pendant cette période, l'accroissement des activités de forage annuelles a seulement permis de maintenir la productibilité du BSOC. Après plusieurs années de croissance soutenue, le nombre de jours de forage ciblant du gaz a atteint un palier en 2006, puis a chuté de 35 % en 2007.

***Production gazière totale dans le BSOC selon l'année de raccordement***




Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

***Production gazière annuelle moyenne dans le BSOC et nombre de jours de forage de puits ciblant du gaz par année***




Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

Le total des forages ciblant du pétrole et du gaz au cours des six premiers mois de 2008 est similaire au total de 2007, mais une part croissante des activités a ciblé le pétrole. La diminution correspondante des activités ciblant du gaz s'est produite en dépit du fait que les prix du gaz naturel ont pratiquement doublé au cours de la période. L'adaptation tardive de l'investissement à la hausse des prix du gaz découle probablement des engagements d'investissement pour 2008 qui ont été pris à l'automne de 2007, lorsque les prix du gaz étaient particulièrement bas. Certes, des augmentations d'investissements ont été annoncées vers le milieu de 2008, mais on ignore si la soudaine chute des prix du gaz en juillet entraînera une réaffectation de ces augmentations vers des projets pétroliers plutôt que gaziers.

## 3.2 Coûts de mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement gazières dans le BSOC

La relation entre les coûts de mise en valeur et le prix du gaz naturel a eu une forte incidence sur les activités de forage dans le BSOC.

Il est utile d'examiner les facteurs économiques influençant la mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement pour comprendre le niveau des activités de forage dans le BSOC. Des dépenses en immobilisations sont engagées pour forer chaque puits et, si l'entreprise s'avère un succès, d'autres dépenses sont engagées pour compléter le puits et le raccorder aux installations de traitement et au réseau pipelinier. Lorsque le puits entre en service, la production de revenus commence. Une fois que le puits a atteint son taux de production initiale, ce taux diminue naturellement. Pendant tout le processus de production, d'autres frais sont engagés, surtout pour l'exploitation et le paiement des redevances, jusqu'au moment où la limite économique d'exploitation est atteinte et que le puits est abandonné. Pour que le puits soit rentable, les revenus engendrés au cours de la vie productive doivent couvrir tous les coûts et offrir au producteur un rendement du capital investi.

Les coûts du cycle complet représentent le coût total associé à l'exploitation d'un puits. Il ressort des consultations menées auprès de divers producteurs et d'une analyse faite à l'interne[11] que les coûts du cycle complet dans le BSOC en 2007 sont de l'ordre de 7,88 $ le gigajoule (GJ), ce qui est de loin supérieur au prix moyen du gaz naturel sur le marché de l'Ouest canadien en 2007, qui se chiffrait à 5,88 $/GJ[12]. Cette relation négative est passablement la même qu'en 2006, année où les coûts étaient estimés à 8,00 $/GJ et le prix à 6,22 $/GJ.

Bien qu'il semble illogique que des puits aient été forés en 2006 et en 2007 parce que les coûts moyens se situaient bien au-delà des prix du marché, il existe une justification raisonnable. Autant la variété de zones gazières prometteuses est grande dans l'Ouest canadien, autant varient le coût et la durée de production des puits. En outre, les prix peuvent varier au cours de la vie d'un puits, notamment si l'on choisit d'accepter leur variabilité sur le marché au comptant ou de les fixer au moyen d'opérations de couverture. En raison de cette variabilité des coûts, des prix et des attentes, certaines activités de forage demeurent rentables même lorsque les coûts moyens sont supérieurs aux prix moyens.

De 2000 à 2005, à l'exception de 2002, le prix moyen a largement dépassé la moyenne de la totalité des principaux coûts. De plus, pour chacune de ces années, les activités de forage étaient très vigoureuses et le parc d'appareils de forage dans le BSOC fonctionnait près de la capacité maximale. En 2002, lorsque le prix a chuté à peu près au même point que le total des coûts, les activités de forage ont sensiblement diminué.

## 3.3 Autres tendances et événements pertinents relatifs à la mise en valeur du gaz

Les prix du gaz sont particulièrement instables en Amérique du Nord depuis leur chute de l'automne dernier. Avec le fléchissement des importations de GNL en Amérique du Nord et la flambée des prix du pétrole, les prix du gaz naturel ont plus que doublé entre septembre 2007 (4,42 $/GJ) et juin 2008 (9,81 $/GJ)[13]. Après avoir atteint un sommet de 11,00 $ au début de juillet, les prix quotidiens au comptant en Alberta ont diminué de manière constante pour languir à environ 7,00 $ en août[14]. Une volatilité des prix aussi extrême rend difficiles les décisions d'investissement en amont et pourrait amener les sociétés à faire preuve de davantage de prudence à l'égard des projets gaziers qui seront réalisés d'ici la fin de 2008, en 2009 et en 2010, que cela n'aurait été le cas si les prix étaient aussi élevés qu'en début d'année.

Au Canada, le gaz de schistes attire un intérêt grandissant en raison de la mise en valeur réussie de ce gaz aux États-Unis. Dans le nord-est de la C.-B., la zone de Montney, combinant du gaz de schistes et du gaz de réservoirs étanches et la zone schisteuse de Horn River suscitent un intérêt considérable. Au Québec et dans les Maritimes, certaines zones prometteuses en gaz de schistes font l'objet de recherches préliminaires. Bien que le gaz de schistes présente un potentiel immense, la viabilité de sa mise en valeur à grande échelle ou à échelle commerciale au Canada reste à prouver. Les sociétés ont pris des engagements considérables en ce qui a trait aux terrains dans les zones de Montney et de Horn River. Elles travaillent à la mise en marche de programmes de forage afin de déterminer l'étendue des schistes et les pratiques optimales pour les exploiter. Il est fort probable que la capacité pipelinière doive être augmentée dans ces régions, aussi a-t-on lancé des appels de soumissions à cet égard.

11 Note d'information de l'ONÉ intitulée *Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2007* (www.neb-one.gc.ca)

12 Ces chiffres sont basés sur le prix de référence du gaz albertain (www.energy.gov.ab.ca/NaturalGas/1322.asp).

13 Prix de référence du gaz albertain

14 On cite ici les prix quotidiens au comptant pour le transfert de propriété du gaz dans le réseau de NOVA en $/GJ, en raison d'un décalage de publication du prix de référence du gaz albertain.

Malgré un accroissement considérable du parc canadien jusqu'à près de 900 appareils de forage, la main-d'œuvre demeure insuffisante. Des consultations avec l'industrie laissent supposer que de 500 à 600 de ces appareils seulement pourraient être pourvus de personnel d'une façon soutenue. Si le niveau des activités de forage avoisine le seuil des 500 à 600 appareils de forage, les coûts de forage subiront probablement une pression à la hausse et l'efficience moyenne risque de commencer à diminuer du fait de l'arrivée de main-d'œuvre moins qualifiée.

Bien que l'Ouest canadien compte présentement un surplus d'équipement de forage, des appareils récemment construits viendront vraisemblablement s'ajouter au parc. Ces nouveaux appareils sont des unités adaptées qui peuvent être utilisées à faible, moyenne ou grande profondeur et qui sont assorties de caractéristiques permettant d'optimiser le forage dans des formations particulières. La construction de ces appareils est commandée en vertu de contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des sociétés d'exploration et de production données.

Les appareils excédentaires qui n'ont pas la capacité ou l'efficience voulues en matière de forage sont mis de côté et pourraient être mis au rebut ultérieurement.

L'excédent d'appareils de forage dans l'Ouest canadien pourrait toutefois être avantageux pour la mise en valeur dans des régions inhabituelles, comme le Canada atlantique et le Québec. Les coûts d'installation de chantier élevés et l'absence d'un grand secteur d'entretien des puits restent tout de même des enjeux de taille dans ces régions.

Les entreprises de forage canadiennes continuent de prendre de l'expansion sur le marché américain. Les appareils de forage existants et récemment construits sont utilisés pour exécuter des contrats aux États-Unis et les principaux membres du personnel de forage, soit les chefs d'installation de forage et les foreurs, sont embauchés pour les faire fonctionner. Les clients américains semblent enclins à employer de l'équipement de forage canadien parce qu'ils en apprécient l'efficience d'exploitation et que les travailleurs canadiens font preuve de professionnalisme et qu'ils sont mieux disposés à déménager que les travailleurs américains. Selon les renseignements reçus, les travailleurs canadiens apprécient la nature moins saisonnière des activités de forage aux États-Unis, qui leur fournit un travail stable. À l'heure actuelle, la perte de main-d'œuvre qualifiée au profit des États-Unis n'est pas préoccupante, mais elle pourrait le devenir si le niveau des activités de forage augmentait fortement au Canada à l'avenir.

Au Canada, la concurrence pour des capitaux d'investissement visant les activités gazières en amont demeure un enjeu. En effet, la vigueur des prix du pétrole brut rend plus intéressantes les activités dans les secteurs des sables bitumineux, du pétrole classique et du pétrole lourd de l'Ouest canadien et favorise les forages d'exploration au large de Terre-Neuve. Les progrès techniques visant à rehausser la mise en valeur à l'échelle commerciale de la zone pétrolière de Bakken en Saskatchewan et dans le Dakota du Nord sont à l'origine d'une hausse considérable des investissements et des activités. Par conséquent, la part des forages ciblant du gaz dans l'Ouest canadien a régressé, passant de 76 % en 2005 à 63 % en 2007.

Sur le plan des investissements, les activités gazières canadiennes doivent également subir la concurrence des bassins gaziers américains. De grandes sociétés telles EnCana, Devon et Apache ont considérablement investie dans les zones gazières non classiques des États-Unis et ont la capacité de réorienter les dépenses en immobilisations au besoin. La situation peut se révéler avantageuse pour les nouveaux projets de mise en valeur au Canada, dont les projets schisteux, étant donné que les sociétés assurent une rotation de leur personnel d'une région à l'autre, ce qui favorise le transfert des connaissances et de l'expérience acquises aux États-Unis.

Dans l'Ouest canadien, l'intérêt suscité par les zones de Montney et de Horn River en C.-B. et par la zone pétrolière de Bakken en Saskatchewan contribue à déplacer de l'Alberta vers les provinces voisines les recettes provenant de la vente de terrains. Il est possible que la chute des ventes de terrains en Alberta révèle qu'aucun projet important d'accroissement des activités n'est prévu pour la période de 2008 à 2009. Les consultations auprès de l'industrie ont confirmé qu'aucun accroissement majeur des activités visant du gaz à faible profondeur ou du MH n'est prévu au cours de la période se terminant en 2010.

En Amérique du nord, les prix du gaz naturel ne sont pas suffisamment élevés pour détourner le GNL des marchés européens et asiatiques. À l'heure actuelle, un volume de 28 $Mm^3/j$ (1 $Gpi^3/j$) seulement de GNL est importé en Amérique du Nord, malgré le fait que la capacité d'importation ait augmenté pour atteindre plus de 310 $Mm^3/j$ (11 $Gpi^3/j$) ces dernières années. Il est toutefois prévu qu'un approvisionnement supplémentaire en GNL de 140 $Mm^3/j$ (5 $Gpi^3/j$) sera offert sur le marché mondial au cours de la période de 2009 à 2010, ce qui pourrait se traduire par un accroissement des importations de GNL en Amérique du Nord, particulièrement pendant les mois d'été. Si tel était le cas, les prix du gaz naturel nord-américain pourraient subir une pression à la baisse, ce qui aurait une incidence sur les facteurs économiques de la production gazière au Canada et aux États-Unis.

Les États-Unis ont vu leur production gazière s'accroître de manière substantielle en 2008, jusqu'à 8 % de plus que les niveaux de 2007. Cette croissance provient principalement des Rocheuses américaines et des zones schisteuses du Texas, de la Louisiane, de l'Arkansas et de l'Oklahoma. La mise en service du carrefour Independence, dans le golfe du Mexique, a aussi contribué à contrebalancer les déclins de la production extracôtière, ou du moins à les freiner. Au cours de la période de 2009 à 2010, la croissance de l'offre dans les Rocheuses américaines pourrait ralentir en raison d'un défaut de capacité de transport par pipeline. Quoi qu'il en soit, les activités ciblant le gaz de schistes demeureront sans aucun doute vigoureuses et d'autres projets en eaux profondes dans le golfe du Mexique devraient démarrer. Toute croissance de l'offre américaine aurait pour effet de freiner les mouvements à la hausse des prix du gaz nord-américain et de réduire les marges économiques de l'industrie en amont du Canada et des États-Unis.

Les perspectives demeurent positives quant à la prospectivité des gisements de gaz naturel du BSOC, les réserves commercialisables restantes, composées de gaz classique, de MH, de gaz de schistes et de gaz de réservoirs étanches, étant évaluées à plus de 5 800 $Gm^3$ (205 $Tpi^3$)[15]. À mesure que les producteurs comprendront davantage la manière d'accéder à ces ressources et mettront au point des techniques pour le faire, des ajouts seront probablement faits aux ressources commercialisables. Cependant, les études récentes sur le coût de l'offre et les impressions générales au sein de l'industrie laissent entrevoir que les prix de gaz naturel dans l'Ouest canadien devront peut-être dépasser 8 $/GJ, voire 9 $/GJ avant que les marges soient suffisantes pour stimuler une hausse des activités de forage.

Après s'être concentrée de plus en plus et pendant des années sur le gaz à faible profondeur et le MH, l'industrie a grandement réduit ses activités concernant ce gaz dans l'Ouest canadien et a accru le nombre de cibles plus profondes du côté ouest du bassin. La profondeur moyenne des puits de gaz dans le BSOC en 2007 était d'environ 1 109 mètres, comparativement à quelque 960 mètres en 2003.

Sur la côte est, la production de gaz à l'île de Sable demeure soutenue grâce aux installations de compression ajoutées en 2007. L'aménagement du gisement extracôtier Deep Panuke est en cours, pour une mise en service prévue vers la fin de 2010, et la mise en valeur du champ terrestre McCully se poursuit au Nouveau-Brunswick.

15 Tableau A4.1 ÉME de l'ONÉ intitulée *L'avenir énergétique du Canada, 2007* (www.neb-one.gc.ca) Mise à jour jusqu'à la fin de 2007, comme suit : déduction estimative de 527 $Gm^3$ (18,6 $Tpi^3$) des volumes produits entre 2005 et 2007.

# Aperçu des scénarios

L'utilisation de scénarios dans la présente ÉMÉ vise à tenir compte d'un degré raisonnable d'incertitude à l'égard de la productibilité de gaz naturel au Canada au cours de la période de 2008 à 2010. Pendant la période visée, la plus grande incertitude est le prix du gaz naturel nord-américain. L'extrême instabilité des prix ayant eu cours de septembre 2007 à août 2008 constitue un bon exemple de fourchette de prix jugée raisonnable pour la période de 2008 à 2010.

Selon les consultations menées et l'analyse de l'Office, des prix du marché de l'ordre de 8 $/GJ à 9 $/GJ dans l'Ouest canadien offriraient un rendement suffisant à l'industrie pour inciter celle-ci à accroître graduellement le niveau des activités de forage. Le cas échéant, cela pourrait contribuer à contrebalancer les déclins graduels de rendement des puits et ainsi, à maintenir la productibilité à un niveau relativement constant. En effet, la hausse des prix du marché à 11 $/GJ en juillet 2008 a incité un certain nombre de sociétés à annoncer d'importantes augmentations des dépenses en immobilisations qu'elles ont l'intention d'engager. À l'opposé, des prix de l'ordre de 6 $/GJ à 7 $/GJ au quatrième trimestre de 2007 ont entraîné un recul des investissements dans les activités gazières.

D'autres facteurs ont une incidence sur le niveau des activités de forage, notamment les coûts de forage et la capacité du parc d'appareils de forage. Ces facteurs sont habituellement liés. Une utilisation accrue entraîne une hausse des coûts du fait qu'il faut attirer et maintenir en emploi davantage de main-d'œuvre. De plus, l'arrivée de main-d'œuvre moins expérimentée a tendance à se traduire par une baisse de l'efficience, ce qui contribue à faire augmenter les coûts encore davantage. La possibilité de ne pas pouvoir obtenir des matériaux et services, tels que tubulaires, pompes de refoulement, cimentation et essais, joue aussi un rôle dans la baisse de l'efficience et la hausse des coûts. Au cours de la période, il est supposé que les coûts n'évolueront que dans une seule direction, soit vers le haut, en raison de l'influence des contraintes sur le plan de la main-d'œuvre et des coûts liés à des facteurs extérieurs tels l'acier, le ciment et le carburant. Il s'agirait d'une hausse des coûts par rapport aux niveaux de 2007, année où ils n'avaient pas bougé en raison d'une utilisation moindre. Le seuil d'utilisation des appareils de forage (limite de 500 à 600 appareils en 2008) n'a pas été franchi une seule fois.

Un autre facteur est l'érosion du rendement des puits avec le temps, puisque les zones les plus prometteuses sont celles qui sont mises en valeur en premier et que les activités de mise en valeur subséquentes visent des zones moins productives. Grâce aux progrès technologiques, il est possible d'accroître le nombre de zones prometteuses. Par exemple, les zones schisteuses, qui suscitent un grand intérêt en ce moment, ont été longtemps considérées comme étant improductives, jusqu'à ce que des techniques avancées de forage horizontal et de fracturation hydraulique soient mises au point pour en exploiter le potentiel. Les tendances de rendement des puits sont bien établies dans les régions arrivées à maturité comme l'Ouest canadien. Elles n'ont donc pas été modifiées d'un scénario à l'autre. Le rendement des puits de gaz de schistes présente davantage d'incertitude. Aussi, l'Office a-t-il décidé de ne faire qu'une seule estimation à cet égard, en raison du manque de données sur lesquelles fonder une fourchette raisonnable.

Enfin, il est possible qu'il y ait des changements en ce qui concerne les régions d'activité et les zones prometteuses. Un tel changement est survenu vers la fin des années 1990. Le grand intérêt manifesté

pour le gaz à faible profondeur dans l'Ouest canadien s'est traduit par une hausse vertigineuse du nombre de puits forés et par une baisse de productivité du puits moyen. Par la suite, c'est le MH qui a suscité un intérêt marqué. Au cours de la période visée par la présente ÉMÉ, le déplacement de l'intérêt vers les zones schisteuses de Montney et de Horn River, selon son ampleur, pourrait constituer un changement clé similaire. Étant donné la courte durée de la période à l'étude, la capacité limitée de construire de nouveaux gazoducs limite le potentiel de mise en valeur des zones schisteuses. L'ampleur de la mise en valeur du MH représente une autre variable potentielle. Selon les consultations menées, il est peu probable que le niveau prévu des activités de forage gazier à faible profondeur change de manière marquée.

Trois scénarios ont été élaborés pour obtenir un aperçu de la productibilité au Canada d'ici 2010 : un scénario de référence, un scénario d'activité forte et un scénario d'activité faible. Ces scénarios se distinguent principalement les uns des autres par le prix du gaz naturel nord-américain, en fonction de divers niveaux d'investissement. Les scénarios sont également différents sur le plan de l'activité ciblant du MH et des niveaux de forage dans les zones de Montney et de Horn River. La productibilité provenant d'ailleurs que de l'Ouest canadien a été rajustée de manière à refléter les grandes lignes générales de chacun des scénarios. Le tableau 4.1 résume les principales hypothèses de départ des scénarios.

***Résumé des hypothèses à la base des scénarios***

| | 2007 | Scénario de référence | | | Scénario d'activité forte | | | Scénario d'activité faible | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2008 | 2009 | 2010 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Prix de référence du gaz albertain ($/GJ) | 5,88 $ | 9,00 $ | 9,00 $ | 9,00 $ | 11,00 $ | 11,00 $ | 11,00 $ | 7,00 $ | 7,00 $ | 7,00 $ |
| Investissements dans les activités de forage gazier (M$) | 11 158 | 11 110 | 12 874 | 14 558 | 12 879 | 18 155 | 19 304 | 10 904 | 11 553 | 12 338 |
| Nombre de jours de forage de puits ciblant du gaz | 75 672 | 74 476 | 78 456 | 82 912 | 82 960 | 106 819 | 109 946 | 71287 | 70 404 | 70 269 |
| Nombre de puits ciblant du gaz forés | 12 515 | 11 792 | 12 139 | 12 298 | 13 070 | 16 966 | 16 778 | 11 384 | 11 027 | 10 991 |
| Nombre de puits de gaz de réservoirs étanches à Montney | 138 | 240 | 275 | 300 | 260 | 300 | 350 | 150 | 125 | 100 |
| Nombre de puits de gaz de schistes à Horn River | 0 | 15 | 50 | 150 | 25 | 75 | 200 | 15 | 50 | 45 |
| Nombre de puits de MH forés | 1 759 | 1 671 | 1 587 | 1 508 | 1 759 | 2 606 | 2 606 | 1 407 | 1 126 | 901 |

| **Hypothèses communes à tous les scénarios** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **2008** | **2009** | **2010** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Part des jours de forage de puits ciblant du gaz | 63 % | 62 % | 65 % | 70 % | 62 % | 65 % | 70 % | 62 % | 65 % | 70 % |
| Coût par jour de forage (k$) | 142,1 | 149,2 | 164,1 | 175,6 | 149,2 | 164,1 | 175,6 | 149,2 | 164,1 | 175,6 |
| Nombre d'appareils de forage dans le parc | 879 | 891 | 903 | 915 | 891 | 903 | 915 | 891 | 903 | 915 |

# MÉTHODOLOGIE

La productibilité de gaz naturel au Canada pendant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance du Canada atlantique et d'autres sources canadiennes, ainsi qu'à la production croissante de MH en Alberta. Dans le présent rapport, les tendances quant aux caractéristiques de production des puits et des attentes en matière de mise en valeur de la ressource sont évaluées en vue de déterminer les paramètres qui définissent la productibilité de gaz naturel future dans le BSOC. Une approche différente est utilisée pour le Canada atlantique où la production provient d'un très petit nombre de puits.

Plutôt que de présenter ces procédés techniques et les résultats détaillés dans le corps du rapport, cette information peut être obtenue aux annexes suivantes :

A. Méthodologie utilisée et paramètres consécutifs

   1. Méthodologie (description détaillée)

   2. Paramètres de productibilité - Résultats

   3. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants

   4. Paramètres historiques et projetés à l'égard des raccordements moyens

B. Renseignements sur les projections de forage

   1. Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz aux regroupements de ressources

   2. Projections détaillées concernant le forage et les raccordements selon les scénarios

Les paramètres obtenus grâce à l'analyse effectuée dans le cadre de ce rapport ont été incorporés dans un modèle pour obtenir les projections de productibilité. Tel qu'il est indiqué au chapitre 4, étant donné que les conditions du marché suscitent de grandes incertitudes à l'égard des activités de forage futures dans le BSOC, des projections de productibilité ont été établies pour trois différents scénarios d'activité de forage gazier. Ces projections sont présentées au chapitre 6.

# PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

La présente analyse porte sur trois scénarios de projections de productibilité : un scénario de référence, un scénario d'activité forte et un scénario d'activité faible. Les scénarios reflètent différents niveaux d'investissement et d'activité de forage gazier au cours de la période de projection. Les perspectives de productibilité de l'Office selon la zone ou le groupe de ressources pour le scénario de référence sont indiquées au tableau 6.1 ci-dessous. Des tableaux semblables pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible sont disponibles à l'annexe C.

Le tableau 6.1 montre la production annuelle moyenne pour 2007 et la productibilité annuelle moyenne prévue pour 2008, 2009 et 2010 dans le scénario de référence, pour chaque regroupement. On s'attend à ce que la productibilité annuelle moyenne du Canada diminue pour passer de 477 $Mm^3/j$ (16,9 $Gpi^3/j$) en 2007 à 450 $Mm^3/j$ (15,9 $Gpi^3/j$) en 2010.

Les sections ci-après décrivent en détail les principales composantes des projections de productibilité.

## 6.1 BSOC - Scénario de référence

Selon le scénario de référence, on s'attend à ce que la productibilité totale dans le BSOC diminue pour passer d'environ 465 $Mm^3/j$ (16,4 $Gpi^3/j$) en 2007 à 440 $Mm^3/j$ (15,5 $Gpi^3/j$) en 2010, étant donné que les déclins de productibilité de gaz classique contrebalancent largement les augmentations prévues de la productibilité de MH, gaz de schistes et gaz de réservoirs étanches dans la zone Deep Basin en Alberta et en C.-B. La productibilité accuse la baisse la plus marquée en 2008, soit 16,7 $Mm^3/j$ (0,6 $Gpi^3/j$). Elle se stabilise ensuite avec des pertes de 6,9 $Mm^3/j$ (0,2 $Gpi^3/j$) en 2009 et seulement 1,5 $Mm^3/j$ (0,1 $Gpi^3/j$) en 2010.

La figure 6.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz classique dans le BSOC, par zone, selon le scénario de référence. Dans ce scénario, les activités de forage ne s'intensifient que légèrement, ce qui se traduit par une régression de 34 $Mm^3/j$ (1,2 $Gpi^3/j$) des projections de productibilité de 2007 à 2010. Exception faite du gaz de réservoirs étanches, la production de gaz classique devrait accuser un recul prononcé de 65 $Mm^3/j$ (2,2 $Gpi^3/j$) de 2007 à 2010.

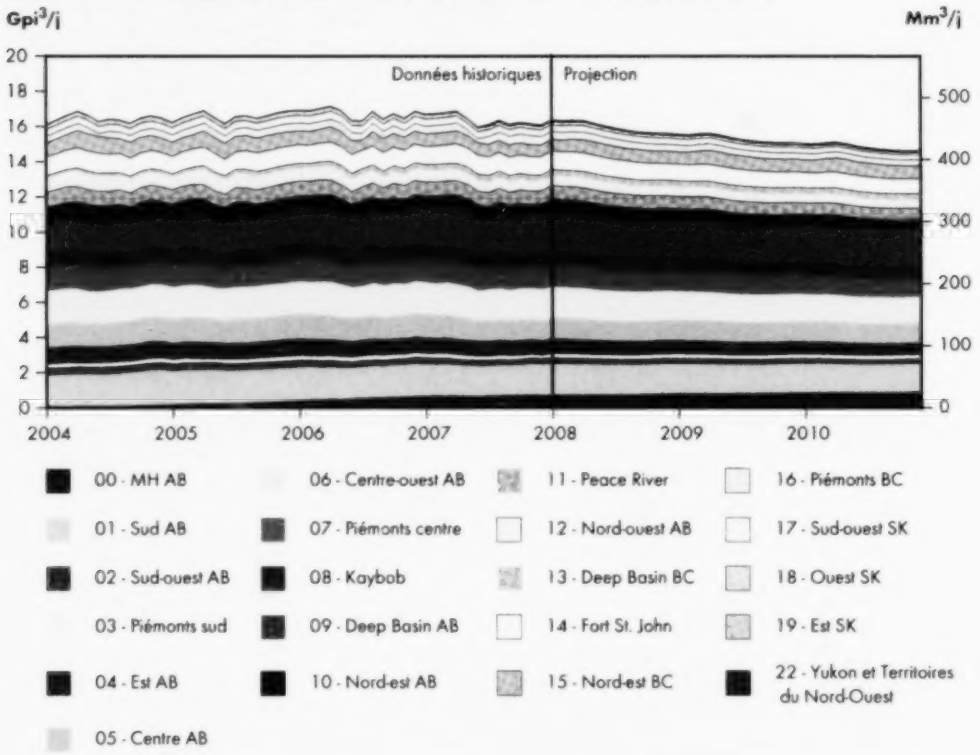
La productibilité de l'Alberta chute de près de 47 $Mm^3/j$ (1,7 $Gpi^3/j$) au cours de la période, et ce, malgré un gain de 5 $Mm^3/j$ (0,2 $Gpi^3/j$) attribuable au MH. Pour sa part, la productibilité de MH augmente en dépit de l'hypothèse que les forages ciblant du MH afficheront une baisse annuelle de 5 %. Une telle augmentation est attribuable au fait que les taux de production des puits houillers diminuent très lentement et qu'une production moindre provenant des nouveaux puits est nécessaire pour contrer les déclins des puits existants.

La figure 6.2 illustre les perspectives de productibilité de MH. Dans l'ensemble, la productibilité de gaz classique en Alberta suit une tendance à la baisse d'environ 5 % par année, compte tenu des activités de forage gazier relativement stables au cours de la période.

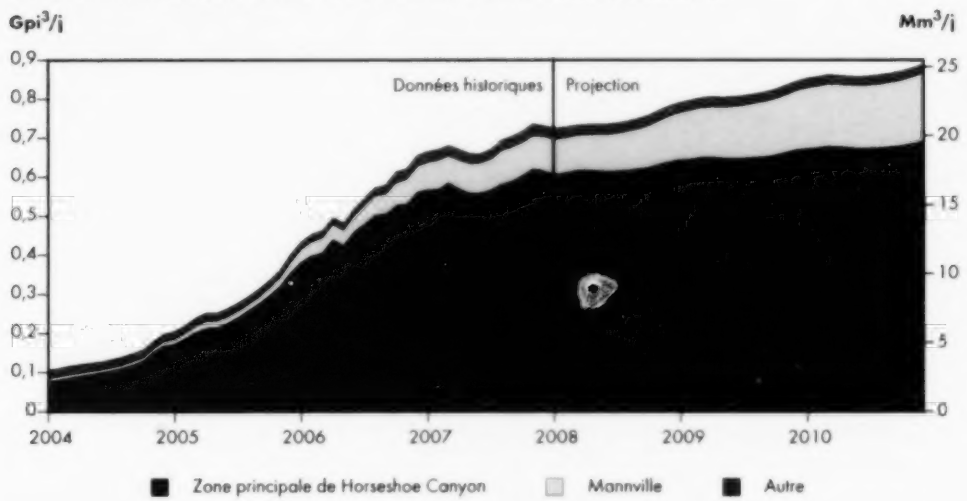
***Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone et le groupe de ressources - scénario de référence***

| Zone/ressource | Production passée | | Projection | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2007 | | 2008 | | 2009 | | 2010 | |
| | Mm³/j | Mpi³/j | Mm³/j | Mpi³/j | Mm³/j | Mpi³/j | Mm³/j | Mpi³/j |
| 00 - AB - MH | 19,50 | 688 | 21,08 | 744 | 23,02 | 813 | 24,49 | 864 |
| Horseshoe Canyon | 16,45 | 581 | 17,51 | 618 | 18,44 | 651 | 19,18 | 677 |
| Mannville | 2,31 | 82 | 2,86 | 101 | 3,91 | 138 | 4,68 | 165 |
| Autre | 0,73 | 26 | 0,71 | 25 | 0,67 | 24 | 0,62 | 22 |
| 01 - AB - Sud | 48,87 | 1 725 | 47,86 | 1 690 | 47,45 | 1 675 | 46,85 | 1 654 |
| Réservoirs étanches | 32,70 | 1 154 | 31,81 | 1 123 | 31,17 | 1 100 | 30,57 | 1 079 |
| 02 - AB - Sud-ouest | 11,18 | 395 | 10,43 | 368 | 9,60 | 339 | 8,90 | 314 |
| Réservoirs étanches | 3,13 | 111 | 2,85 | 101 | 2,54 | 90 | 2,28 | 81 |
| 03 - Zone sud des piémonts | 4,91 | 173 | 5,10 | 180 | 5,11 | 180 | 5,03 | 177 |
| 04 - AB - Est | 25,19 | 889 | 22,83 | 806 | 20,50 | 724 | 18,72 | 661 |
| Réservoirs étanches | 0,59 | 21 | 0,52 | 18 | 0,46 | 16 | 0,41 | 15 |
| 05 - AB - Centre | 34,77 | 1 227 | 31,09 | 1 098 | 29,08 | 1 026 | 27,76 | 980 |
| Réservoirs étanches | 2,45 | 86 | 2,12 | 75 | 2,09 | 74 | 2,05 | 72 |
| 06 - AB - Centre-ouest | 50,50 | 1 783 | 47,56 | 1 679 | 43,90 | 1 550 | 41,04 | 1 449 |
| Réservoirs étanches | 12,93 | 456 | 12,65 | 446 | 11,85 | 418 | 11,27 | 398 |
| 07 - Zone centrale des piémonts | 33,72 | 1 190 | 32,35 | 1 142 | 30,79 | 1 087 | 29,49 | 1 041 |
| Réservoirs étanches | 1,22 | 43 | 1,21 | 43 | 1,22 | 43 | 1,24 | 44 |
| 08 - Kaybob | 25,54 | 901 | 24,05 | 849 | 22,23 | 785 | 20,86 | 736 |
| Réservoirs étanches | 8,43 | 298 | 7,67 | 271 | 7,01 | 248 | 6,48 | 229 |
| 09 - AB - Deep Basin | 60,26 | 2 127 | 59,12 | 2 087 | 59,72 | 2 108 | 60,64 | 2 141 |
| Réservoirs étanches | 37,40 | 1 320 | 46,90 | 1 656 | 47,11 | 1 663 | 47,79 | 1 687 |
| 10 - AB - Nord-est | 19,44 | 686 | 16,41 | 579 | 14,06 | 496 | 12,19 | 430 |
| 11 - Peace River | 21,54 | 760 | 20,11 | 710 | 18,56 | 655 | 17,52 | 618 |
| 12 - AB - Nord-ouest | 16,54 | 584 | 14,46 | 511 | 12,91 | 456 | 11,66 | 411 |
| 13 - BC - Deep Basin | 10,84 | 383 | 11,17 | 394 | 12,47 | 440 | 13,64 | 482 |
| Montney | 0,00 | 0 | 0,84 | 29 | 1,96 | 69 | 2,91 | 103 |
| Autre - Réservoirs étanches | 7,18 | 254 | 7,18 | 254 | 7,73 | 273 | 8,16 | 288 |
| 14 - Fort St. John | 30,13 | 1 064 | 34,71 | 1 225 | 42,59 | 1 504 | 50,66 | 1 788 |
| Montney | 0,00 | 0 | 6,11 | 216 | 16,14 | 570 | 25,66 | 906 |
| 15 - BC - Nord-est | 19,96 | 705 | 20,65 | 729 | 22,64 | 799 | 25,71 | 907 |
| Schistes de Horn River | 0,00 | 0 | 0,27 | 9 | 1,11 | 39 | 3,56 | 126 |
| Réservoirs étanches | 11,54 | 407 | 13,09 | 462 | 14,60 | 515 | 15,60 | 551 |
| 16 - BC - Piémonts | 12,63 | 446 | 11,79 | 416 | 10,98 | 388 | 10,30 | 364 |
| 17 - SK - Sud-ouest | 10,80 | 381 | 9,87 | 348 | 8,95 | 316 | 8,23 | 291 |
| Réservoirs étanches | 10,20 | 360 | 9,26 | 327 | 8,36 | 295 | 7,66 | 270 |
| 18 - SK - Ouest | 6,32 | 223 | 5,47 | 193 | 4,85 | 171 | 4,38 | 154 |
| 19 - SK - Est | 1,19 | 42 | 1,25 | 44 | 1,22 | 43 | 1,18 | 42 |
| 22 - Yukon et T.N.-O. | 0,89 | 32 | 0,63 | 22 | 0,45 | 16 | 0,32 | 11 |
| **Total - Classique** | **445,23** | **15 717** | **426,67** | **15 061** | **416,97** | **14 719** | **411,52** | **14 527** |
| **Total - Réservoirs étanches** | **127,77** | **4 510** | **142,21** | **5 020** | **152,24** | **5 374** | **162,07** | **5 721** |
| **Total - MH** | **19,50** | **688** | **21,08** | **744** | **23,02** | **813** | **24,49** | **864** |
| **Total - Schistes** | **0,00** | **0** | **0,27** | **9** | **1,11** | **39** | **3,56** | **126** |
| **Total BSOC** | **464,73** | **16 405** | **448,01** | **15 815** | **441,10** | **15 571** | **439,57** | **15 517** |
| Canada atlantique | 12,07 | 426 | 13,54 | 478 | 10,71 | 378 | 8,38 | 296 |
| Canada - Ailleurs | 0,67 | 24 | 0,65 | 23 | 0,63 | 22 | 1,74 | 62 |
| **Total Canada** | **477,47** | **16 855** | **462,20** | **16 316** | **452,44** | **15 971** | **449,69** | **15 874** |

***Productibilité de gaz classique dans le BSOC - scénario de référence***




***Productibilité de MH selon la formation - scénario de référence***




Selon le scénario de référence, la productibilité en C.-B. enregistre une forte progression en raison de la production croissante provenant des zones de Montney et de Deep Basin, qui ajoute près de 27 $Mm^3/j$ (0,9 $Gpi^3/j$) à la productibilité au cours de la période comme l'indique la figure 6.3. La progression prévue mobilisera probablement l'infrastructure pipelinière de ces régions au maximum et risque de limiter la production qui autrement résulterait de cette augmentation. Selon le scénario,

la contribution du gaz de schistes de Horn River à la productibilité devrait être assez modeste, soit 4 $Mm^3/j$ (0,1 $Gpi^3/j$) en 2010, et se faire au fil de la mise en valeur de la zone et de l'accessibilité à de nouvelles infrastructures. À l'extérieur de Montney, la production de gaz classique en C.-B. baisse d'environ 5 % par année. Selon le scénario de référence, les forages ciblant du gaz en C.-B. devraient augmenter d'environ 12 % par année, pour un total approximatif de 1 260 puits forés en 2010.

En Saskatchewan, le nombre de forages ciblant du gaz devrait baisser de plus ou moins 17 % en 2008 pour ne remonter que légèrement au cours des deux années suivantes, en raison de l'intérêt suscité par la zone pétrolière de Bakken. La productibilité de gaz en Saskatchewan régresse ainsi d'en moyenne 9 % par année, plus précisément de 4,5 $Mm^3/j$ (0,2 $Gpi^3/j$) de moins en 2010 qu'en 2007.

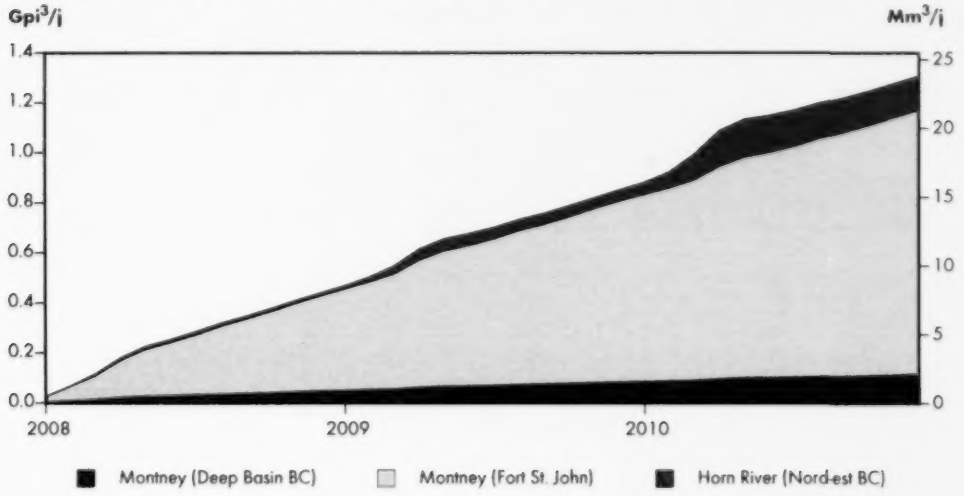
## 6.2 Canada atlantique

Tel qu'il est illustré à la figure 6.4, la productibilité dans le Canada atlantique continue de bénéficier de l'ajout de compression pour le PÉES et de la mise en valeur du champ McCully au Nouveau-Brunswick. La productibilité devrait demeurer relativement stable jusqu'à la fin de 2008, pour se situer à une moyenne de 13,5 $Mm^3/j$ (0,48 $Gpi^3/j$). Après 2008, la production devrait réamorcer sa tendance à la baisse. Le projet Deep Panuke devrait démarrer au dernier trimestre de 2010 et commencer à contrebalancer en partie la baisse de production du PÉES. Selon les prévisions, le projet Deep Panuke devrait atteindre son taux nominal de production de quelque 8,5 $Mm^3/j$ (0,3 $Gpi^3/j$) en 2011.

## 6.3 Ailleurs au Canada

Selon le scénario de référence, la productibilité ailleurs au Canada désigne principalement l'Ontario, le Québec et certaines parties dans le nord des Territoires du Nord-Ouest. La productibilité prévue dans ces régions demeure relativement constante jusqu'en 2010, exception faite de l'hypothèse d'une production estimative de 1,1 $Mm^3/j$ (0,04 $Gpi^3/j$) de gaz de schistes au Québec d'ici 2010. Cette projection est toutefois des plus hypothétiques étant donné que la mise en valeur de gisements schisteux au Québec n'en est encore qu'à l'étape des études. En Ontario, la production devrait se maintenir à quelque 0,6 $Mm^3/j$ (0,02 $Gpi^3/j$) au cours de la période.

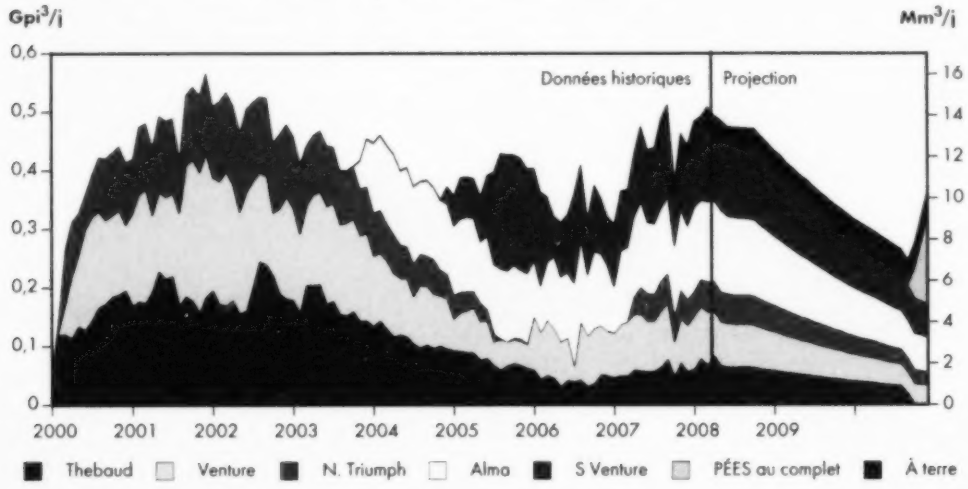
***Productibilité des zones de Montney et de Horn River - scénario de référence***



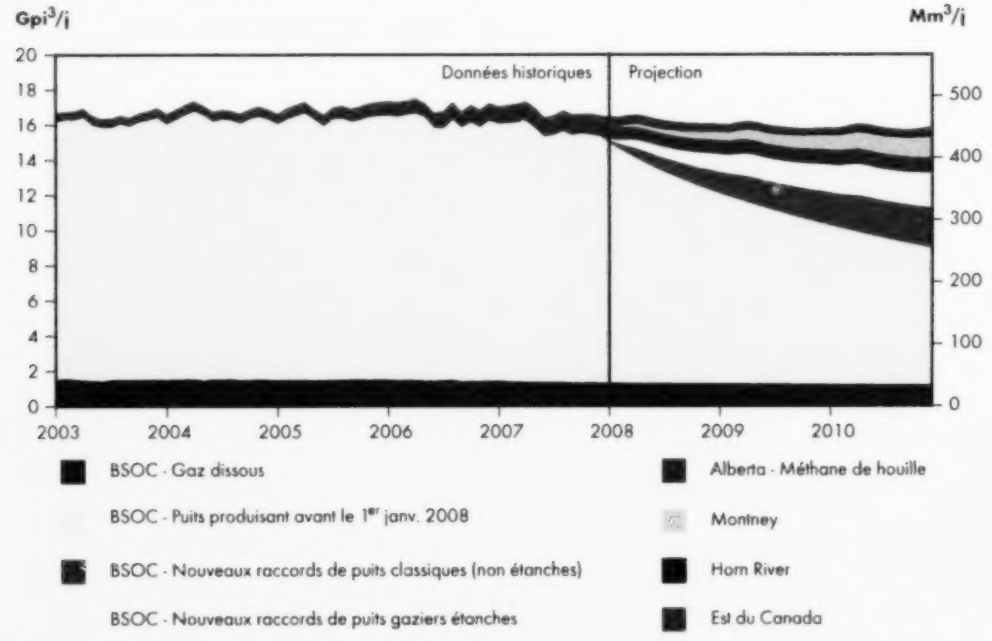
## 6.4 Total - Canada

La figure 6.5 illustre, pour le scénario de référence, les perspectives de productibilité de gaz au Canada en fonction des principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. La productibilité de gaz au Canada devrait baisser en 2008, puis se stabiliser en 2009 et en 2010. Bien que le nombre de forages ciblant du gaz n'augmente que légèrement au cours de la période, l'importance accrue accordée aux puits qui présentent une grande productivité dans le nord-est de la C.-B. et dans la partie albertaine de la zone de Deep Basin contribue à neutraliser la plupart des déclins enregistrés

***Productibilité au Canada atlantique - scénario de référence***




***Perspectives de productibilité de gaz au Canada - scénario de référence***



dans d'autres zones de gaz classique. Les différentes conditions éventuelles du marché créent de l'incertitude étant donné que la productibilité prévue des nouveaux raccordements de puits de gaz dépendrait considérablement des niveaux d'activités de forage selon qu'ils seraient faibles ou élevés. Des diagrammes semblables à la figure 6.5, mais qui montrent les projections de productibilité pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible, sont présentés à l'annexe C.

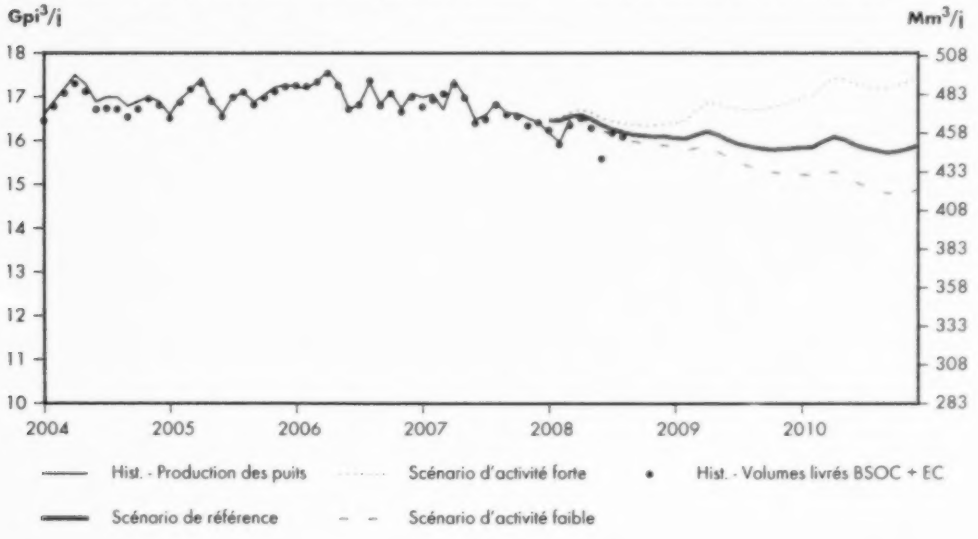
## 6.5 Synthèse des scénarios de productibilité

Des projections de productibilité ont été élaborées pour le scénario de référence ainsi que deux autres scénarios (activité forte et activité faible) afin de tenir compte de l'incertitude entourant les prix du gaz naturel en Amérique du Nord et des facteurs économiques relatifs aux activités de forage gazier au Canada qui en découlent. Le tableau 6.2 présente un résumé de la productibilité annuelle moyenne du Canada pour chaque scénario et la figure 6.6 montre la productibilité en fonction des trois scénarios et de la production historique. La productibilité au Canada devrait diminuer d'après les scénarios de référence et d'activité faible. Selon le scénario de référence, la productibilité annuelle moyenne devrait régresser pour passer de 477 $Mm^3/j$ (16,9 $Gpi^3/j$) en 2007 à 450 $Mm^3/j$ (15,9 $Gpi^3/j$) en 2010. Suivant le ralentissement des forages envisagé par le scénario d'activité faible, la productibilité devrait baisser pour s'établir à 426 $Mm^3/j$ (15,0 $Gpi^3/j$). Selon le scénario d'activité forte, la baisse de la productibilité

***Synthèse de la productibilité selon le scénario***

| | Production passée | | Projections sur la productibilité | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Scénario d'activité faible | | Scénario de référence | | Scénario d'activité forte | |
| | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ |
| 2007 | 477,5 | 16,85 | - | - | - | - | - | - |
| 2008 | - | - | 459,0 | 16,20 | 462,2 | 16,32 | 467,0 | 16,49 |
| 2009 | - | - | 440,9 | 15,56 | 452,4 | 15,97 | 473,8 | 16,72 |
| 2010 | - | - | 426,0 | 15,04 | 449,7 | 15,87 | 488,9 | 17,26 |

***Perspectives de productibilité de gaz au Canada - Comparaison des scénarios***



de gaz au Canada connue en 2008 serait suivie d'une augmentation en 2009 et en 2010, pour atteindre une moyenne de 489 $Mm^3/j$ (17,3 $Gpi^3/j$) en 2010.

## 6.6 Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes

***Nord-est de la C.-B.*** - Depuis le rapport publié en 2007[16], les zones de Horn River et de Montney, situées dans le nord-est de la C.-B. et prometteuses en gaz de réservoirs étanches et en gaz de schistes, ont suscité un grand intérêt de la part de l'industrie canadienne en amont. Les résultats favorables des essais faits sur les premiers puits forés, le grand intérêt porté aux ventes de terrains et les appels de soumissions visant la nouvelle capacité pipelinière sont autant d'indications de l'importante incidence que ces zones sont susceptibles d'avoir sur la productibilité. La présente ÉMÉ fournit des estimations des activités de forage et de la productibilité qui sont fondées sur une quantité très limitée de données ainsi que sur des données analogiques provenant d'une zone schisteuse américaine. Le lecteur doit savoir que ces estimations sont extrêmement hypothétiques.

***Instabilité des prix du gaz naturel nord-américain*** - Au cours de la période de 12 mois s'étendant de septembre 2007 à août 2008, les prix du gaz naturel nord-américain sont passés de 5 $/GJ à 11 $/GJ pour revenir à 7 $/GJ. Pendant l'été de 2008, les prix du pétrole brut ont connu une flambée pour s'établir à un niveau record et ensuite chuter de manière brutale. L'instabilité des prix rend très incertaine toute projection relative aux investissements dans des activités de forage gazier au Canada. Une fourchette de prix du gaz naturel a ainsi été étudiée pour l'élaboration des trois scénarios.

***Stabilisation de la productibilité au Canada après 2008*** - Les trois scénarios du rapport paru en 2007 prévoyaient une baisse de la productibilité. Dans le présent rapport, les possibilités de mise en valeur de zones prometteuses en gaz de schistes et en gaz de réservoirs étanches dans le nord-est de la C.-B. permettent de supposer que la productibilité se stabilisera voire qu'elle s'accroîtra légèrement au cours de la période.

## 6.7 Productibilité et demande au Canada

Dans le but d'illustrer le contexte du marché quant aux changements relatifs de la productibilité de gaz, les perspectives de l'Office sur la productibilité et la demande de gaz au Canada pendant la période de projection sont présentées au tableau 6.3. La demande de gaz annuelle totale au Canada devrait s'accroître pour passer de 243 $Mm^3/j$ (8,6 $Gpi^3/j$) en 2007 à 247 $Mm^3/j$ (8,7 $Gpi^3/j$) en 2010, cet accroissement provenant surtout de l'utilisation accrue de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Selon le scénario de référence, on s'attend à ce que la productibilité de gaz fléchisse de 28 $Mm^3/j$ (1,0 $Gpi^3/j$) au cours de la même période.

***Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada***

| | 2007 | | 2008 | | 2009 | | 2010 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ | $Mm^3/j$ | $Gpi^3/j$ |
| Productibilité au Canada - Scénario de référence | 477,5 | 16,85 | 462,2 | 16,32 | 452,4 | 15,97 | 449,7 | 15,87 |
| Demande dans l'Ouest canadien | 168,0 | 5,93 | 167,4 | 5,91 | 170,8 | 6,03 | 169,3 | 5,98 |
| Demande dans l'Est du Canada | 100,8 | 3,56 | 102,5 | 3,62 | 105,4 | 3,72 | 108,8 | 3,84 |

16 ÉMÉ de l'ONÉ intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2007-2009* (www.neb-one.gc.ca)

# CONCLUSIONS

- De 2008 à 2010, environ 98 % du gaz produit au Canada continuera de provenir de l'Ouest canadien. La majeure partie de la tranche de 2 % restante est attribuable au Canada atlantique, dont la productibilité devrait baisser en 2009, puis se rétablir vers la fin de 2010.
- Les prix du gaz naturel nord-américain ont été particulièrement instables au cours de la période de 12 mois s'étendant de septembre 2007 à août 2008, où ils sont passés de 5 $/GJ à 11 $/GJ pour revenir à 7 $/GJ. En de telles circonstances d'instabilité extrême des prix, les futurs niveaux d'investissement par l'industrie en amont sont très incertains.
- L'intérêt à l'égard du gaz de schistes et du gaz de réservoirs étanches dans les zones de Horn River et de Montney, dans le nord-est de la C.-B., s'est grandement accru en 2008. Les activités de mise en valeur ne faisant que commencer dans ces zones, il est trop tôt pour se prononcer sur leur productibilité. Si la production tirée des schistes du nord-est de la C.-B. s'approche un tant soit peu des volumes importants produits dans le secteur Barnett aux États-Unis, elle risque d'avoir une incidence majeure sur les projections antérieures de déclin dans le BSOC.
- Au cours de la période, la contribution du gaz de schistes à la production totale sera fort probablement limitée du fait de la nécessité de mettre à l'essai d'autres possibilités, d'évaluer la viabilité de la mise en valeur, d'optimiser les activités et de construire l'infrastructure nécessaire au transport du gaz de schistes jusqu'au réseau pipelinier.
- L'intérêt porté au gaz de schistes et au gaz de réservoirs étanches pourrait aussi contribuer à freiner la croissance des activités ciblant du MH au Canada.
- La concurrence accrue à l'égard des investissements dans les activités liées au pétrole et aux sables bitumineux et à l'égard des zones de gaz non classique aux États-Unis entraînera certains enjeux sur le plan du recouvrement des investissements dans le secteur gazier du Canada.
- Dans l'Ouest canadien, des prix de l'ordre de 8 $/GJ à 9 $/GJ sont probablement nécessaires pour encourager le maintien, voir l'intensification des niveaux de forage actuels.
- En 2008, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord n'ont pas été suffisamment élevés pour détourner le GNL des marchés européens et asiatiques, ce qui a entraîné une baisse des importations de GNL qui se sont établies à environ 28 $Mm^3/j$ (1 $Gpi^3/j$), et ce, malgré la capacité d'importation qui a plus que doublé. Il est toutefois prévu qu'un approvisionnement supplémentaire en GNL de l'ordre de 140 $Mm^3/j$ (5,0 $Gpi^3/j$) pourrait être offert au cours de la période de 2009 à 2010. Si cet approvisionnement supplémentaire n'était pas entièrement absorbé à l'extérieur de l'Amérique du Nord, des importations de GNL beaucoup plus importantes pourraient resserrer les marges économiques des industries canadienne et américaine en amont.
- Les États-Unis ont vu leur production gazière s'accroître de manière substantielle en 2008, jusqu'à 8 % de plus que les niveaux de l'an passé. La croissance de l'offre dans les Rocheuses américaines pourrait ralentir en raison d'un défaut de capacité pipelinière, mais les activités ciblant le gaz de schistes demeureront sans aucun doute vigoureuses et risquent de freiner les futures hausses de prix.

- À près de 900 appareils de forage, le parc canadien s'est accru de manière importante, mais le manque de main-d'œuvre fait en sorte que de 500 à 600 appareils seulement pourraient fonctionner de manière régulière. Des pressions à la hausse sur les prix pointent à nouveau à l'horizon et augmenteraient rapidement si le niveau des activités de forage atteignait la barre des 500 à 600 appareils de forage.
- Les coûts suivent eux aussi une tendance à la hausse, en raison de la baisse du taux de découverte qui reflète la productivité initiale inférieure des nouveaux puits de gaz.
- Afin de prendre en compte une plage raisonnable d'investissements et d'activités de forage éventuels dans l'Ouest canadien au cours de la période de projection, trois scénarios ont été élaborés :
    - d'après le scénario de référence, la productibilité annuelle moyenne de gaz devrait reculer pour passer de 479 $Mm^3/j$ (16,9 $Gpi^3/j$) en 2007 à 450 $Mm^3/j$ (15,9 $Gpi^3/j$) en 2010;
    - la productibilité de gaz au Canada projetée pour 2010 varie de 426 $Mm^3/j$ (15,0 $Gpi^3/j$) dans le scénario d'activité faible à 489 $Mm^3/j$ (17,3 $Gpi^3/j$) dans le scénario d'activité forte, selon les différents niveaux d'activité de forage.

# GLOSSAIRE

| | |
|---|---|
| Année de raccordement | Année associée à l'« entrée en production » d'un raccordement. |
| Appareil de forage pour faibles profondeurs | Appareil d'une capacité égale ou inférieure à 1 850 m. |
| Appareil de forage pour grandes profondeurs | Appareil d'une capacité supérieure à 3 050 m. |
| Appareil de forage pour profondeurs moyennes | Appareil d'une capacité supérieure à 1 850 m, à concurrence de 3 050 m inclusivement. |
| Catégories d'appareils de forage | Répartition des appareils de forage du parc du BSOC selon qu'ils peuvent atteindre de faibles, de moyennes ou de grandes profondeurs. |
| Forage ciblant du gaz | S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de gaz, à l'exclusion du gaz dissous. |
| Gaz classique | Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement, exception faite du MH. |
| Gaz commercialisable | Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes d'utilisation finale. |
| Gaz dissous | Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole. |
| Jour de disponibilité | Chaque jour de l'année pour chacun des appareils de forage. L'affectation sur l'année des appareils de forage du parc du BSOC entre les diverses zones d'étude donne un nombre total de jours de disponibilité pour l'année dans chaque zone. |
| Jours de forage | Nombre de jours pendant lesquels un appareil est utilisé pour forer un puits, calculé comme suit : date d'achèvement du forage moins la date de démarrage plus 1. |
| Mois de production normalisé | Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, le nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement. |
| Parc d'appareils de forage du Canada | Appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire Rig Locator du Nickle's Energy Group. |
| Période de projection | Du 1er janvier 2008 au 31 décembre 2010. |

| | |
|---|---|
| Productibilité | Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un gisement, d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée |
| Profondeur atteignable | Capacité (en mètres) de chacun des appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire Rig Locator du Nickle's Energy Group. |
| Puits de gaz | Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel. |
| Raccordement | Complétion d'un puits, à l'intérieur d'un ou de plusieurs horizons géologiques, pour lequel on a signalé la production de pétrole et/ou de gaz naturel. |
| Raccordement existant | En production avant le 1er janvier 2008. |
| Raccordement futur | En production à compter du 1er janvier 2008. |
| Raccordement moyen | S'applique aux raccordements pour le gaz (gaz classique ou MH) et représente la moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements effectués au cours d'une année à l'intérieur d'une zone géographique. Les données de production d'un raccordement moyen dans un groupe quelconque (zone/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements d'un groupe, par mois de production normalisé] / [nombre total de raccordements dans le groupe]. |
| Raccordement pour le gaz | Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du gaz (gaz classique ou MH). Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole. |
| Raccordement pour le pétrole | Raccordement à l'origine de la production de pétrole NON considéré comme tiré des sables bitumineux. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole. |
| Taux de diminution | Réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Ce taux s'exprime de différentes façons. Dans le présent rapport, on utilise la diminution exponentielle pour définir les caractéristiques de diminution de la production des puits. Le positionnement du taux de production par rapport à la production cumulative donne alors |

| | |
|---|---|
| | une ligne droite; la pente de cette ligne représente le taux nominal de diminution (exprimé dans le présent rapport sous forme de fraction par année). Le taux réel de diminution correspond à la baisse de production divisée par le taux de production initial. On peut le convertir en taux nominal comme suit : taux nominal de diminution = -ln(1 - taux réel de diminution). |
| Taux de découverte | Quantité d'énergie dépensée par effort ou investissement, par exemple GJ par jour de forage. |
| Zone d'étude | Zone du BSOC définie à la figure 2.2 du présent rapport. |
| Zone de la formation principale de Horseshoe Canyon | Ensemble de cantons dans le centre de l'Alberta recouvrant plus ou moins les secteurs de la région houillère de Horseshoe Canyon où la concentration de gaz, par section, est supérieure à 2 $Gpi^3$, tel qu'il est illustré à la figure 27 U2 du rapport *Natural Gas Potential in Canada 2005* - Volume 4, publié par le comité canadien du potentiel gazier, et où la profondeur de la formation est inférieure à 1 000 m. La zone de la formation principale de Horseshoe Canyon est illustrée à la figure 2.3. |

Il est possible de consulter les annexes au http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/ntrlgsdlvrblty20082010/ntrlgsdlvrblty20082010-fra.html

## A. Méthodologie utilisée et paramètres consécutifs

1. Méthodologie (description détaillée)
2. Paramètres de productibilité - résultats
3. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants
4. Paramètres historiques et projetés à l'égard des raccordements moyens

## B. Renseignements sur les projections de forage

1. Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz aux regroupements de ressources
2. Projections détaillées concernant le forage et les raccordements selon les scénarios

## C. Détail de la productibilité pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible

1. Scénario d'activité forte
2. Scénario d'activité faible